

На правах рукописи



ЗАНОЧУЕВ СЕРГЕЙ АНАТОЛЬЕВИЧ

ФАЗОВЫЕ ПЕРЕХОДЫ И МАССООБМЕН  
В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Специальность: 01.04.14 – «Теплофизика и теоретическая теплотехника»  
(технические науки)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Тюмень 2017

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Тюменский научный нефтяной центр» (ООО «ТННЦ»)

**Научный руководитель:** **Шабаров Александр Борисович** доктор технических наук, профессор, ФГАОУ ВПО «Тюменский государственный университет»

**Официальные оппоненты:** **Терехов Виктор Иванович** доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе» Сибирского отделения Российской академии наук

**Качалов Владимир Викторович** кандидат технических наук, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Объединенный институт высоких температур» Российской академии наук

**Ведущая организация:** Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт проблем нефти и газа» Российской академии наук (ИПНГ РАН)

Защита состоится 27 сентября 2017 г. в 15:30 на заседании диссертационного совета Д 212.274.10 при ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская 15а, ауд. 410.

Тел./факс: 8-982-929-11-78

E-mail: [szanochuev@mail.ru](mailto:szanochuev@mail.ru)

С диссертацией можно ознакомиться в Информационно-библиотечном центре ФГАОУ ВПО «Тюменский государственный университет» или на сайте <https://diss.utmn.ru/sovet/diss-sovet-212-274-10/zashchita/266568/>

Автореферат разослан 1 августа 2017 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета Д 212.274.10  
д.ф.-м.н.



С.Ю. Удовиченко

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Добыча углеводородного сырья из газоконденсатных залежей связана с постоянными фазовыми переходами, происходящими в широком диапазоне изменений давления и температуры при движении флюида по системе «пласт-скважина-сборный пункт», что приводит к изменению фазового и компонентного состава газоконденсатной смеси (ГКС).

Развитие идеи «интеллектуальных месторождений», основанной на полной автоматизации технологических процессов, требует внедрения методологий, позволяющих корректно прогнозировать изменение компонентного состава ГКС при различных пластовых условиях с учетом интенсивности фазовых переходов.

Анализ научных публикаций, в области проблем эксплуатации газоконденсатных месторождений (ГКМ) на режиме истощения, показывает, что активно применяются методы прогнозирования, основанные на уравнениях состояния без учета процессов совместной фильтрации «газ – жидкость» в призабойной зоне пласта, что вносит дополнительную неопределенность в результативность прогнозных расчетов.

Существующие экспериментальные методы исследований ГКС, такие как контактная (КК) и контактно-дифференциальная конденсация (КДК), также не рассматривают массообменные процессы между фазами при их совместной фильтрации в ходе эксплуатации залежей на истощение.

Развитие современных технических средств измерения, хроматографических и экспериментальных методов исследования, а также появление новых знаний о фазовом поведении ГКС предполагает разработку и совершенствование расчетных и экспериментальных методов термодинамических исследований ГКС с учетом массообмена и фазовых переходов, что и определяет актуальность тематики диссертационной работы.

**Целью** диссертационного исследования является повышение достоверности определения термодинамических параметров газоконденсатных смесей в призабойной зоне пласта на основе разработки и реализации расчетно-экспериментального метода.

Для достижения поставленной цели решены следующие **задачи**:

- анализ и систематизацию существующих промысловых, экспериментальных и аналитических методов изучения фазового поведения ГКС;

- разработана методика определения параметров ГКС при изменении термобарических условий в призабойной зоне пласта с учетом фазовых переходов и массообмена;
- разработан расчетно-экспериментальный метод и проведено экспериментальное исследование газоконденсатных систем, моделирующее реальные пластовые процессы изменения параметров ГКС с учетом массообмена, изменения компонентного и фазового состава;
- на основе систематизации натуральных, промысловых и экспериментальных данных, выявлены взаимосвязи параметров газовой и жидкой фаз, полученных в ходе фазовых переходов ГКС при различных давлениях и температурах.

**Теоретическую основу** исследования составила система уравнений двухфазной фильтрации с учетом изменений фазового и компонентного состава ГКС. В **методологическую базу** работы положены экспериментальные методы термодинамических исследований пластовых углеводородных систем с применением высокоточного измерительного оборудования, включающего в себя систему pVT (Chandler Engineering). Программная реализация предложенных подходов была выполнена на языке программирования Visual Basic for Application.

**Научная новизна** диссертационной работы:

- предложен и реализован расчетно-экспериментальный метод физико-математического моделирования процесса конденсации газоконденсатных систем с учетом массообмена газовой и жидкой фаз;
- предложена и использована модель интенсивности фазовых переходов, позволяющая более точно рассчитывать состав добываемой из скважин продукции, в том числе получать объемы поступающих к забою скважины газовой и жидкой фаз;
- получены и обобщены экспериментальные данные о фазовом и компонентном составе газоконденсатных систем в условиях изменения давлений и температур.

В диссертационной работе на **защиту выносятся** следующие результаты, соответствующие пункту специальности 01.04.14 – Теплофизика и теоретическая теплотехника (технические науки):

*пункт б: Экспериментальные исследования, физическое и численное моделирование процессов переноса массы, импульса и энергии в многофазных системах и при фазовых превращениях*

- расчетно-экспериментальный метод исследования, развивающий известные методы контактной и дифференциальной конденсации и дающий возможность моделировать изменения фазового и компонентного состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважин, соответствующие реальным термобарическим условиям и процессам массообмена;
- методика математического моделирования процесса конденсации, позволяющая рассчитывать изменение компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне скважины с учетом фазовых переходов и массопереноса фаз;
- модель интенсивности фазовых переходов, позволяющая повысить точность прогнозных расчетов компонентного состава в условиях фазового перехода газоконденсатных систем в призабойной зоне пласта;
- полученные экспериментальные данные оптимизируют реализацию расчетно-экспериментального метода исследований параметров газоконденсатных смесей в призабойной зоне пласта, а также позволяют сократить объем трудоемких лабораторных исследований.

**Теоретическая и практическая значимость работы** диссертационного исследования состоит в том, что методика расчета, включающая в себя модель интенсивности фазовых переходов в виде «вложенной процедуры в гидродинамический симулятор позволяет более точно рассчитывать объемы фаз, поступающих к забою скважин, более корректно прогнозировать изменение продуктивности газоконденсатных скважин в условиях накопления жидкой фазы в призабойной зоне пласта.

Предложенный расчетно-экспериментальный метод исследования конденсации ГКС позволяет в лабораторных условиях изучать изменение фазового и компонентного состава на основе моделирования процессов массообмена, происходящих в призабойной зоне пласта.

**Практическая значимость работы** заключается в том, что разработанный расчетно-экспериментальный метод позволяет повысить достоверность прогнозирования параметров газоконденсатных систем, при моделировании процессов происходящих в призабойной зоне скважин в условиях эксплуатации их ниже давления фазовых переходов.

Обобщенные опытные данные дают возможность оперативно рассчитывать дебиты газоконденсатных смесей без использования данных лабораторных исследований, что, при решении промысловых задач, позволяет значительно

повысить оперативность получения информации, а также сократить затраты на отбор и исследование проб газовых и жидких фаз.

### **Апробация работы**

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на ряде межрегиональных и международных научно-практических конференциях и семинарах, проходящих под эгидой различных организаций, в том числе ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ПАО «НК «Роснефть», ООО «ТНЦ», ОАО «ТюменНИИгипрогаз», а также высших учебных заведений, таких как Ухтинский государственный технический университет, Тюменский государственный университет, Российский государственный университет им. Губкина и другие.

### **Публикации результатов работы**

По теме диссертации опубликовано 11 печатных работ, в том числе 5 статей опубликованы в изданиях, рекомендуемых ВАК для публикации основных результатов диссертаций.

### **Внедрение результатов исследования**

Результаты диссертационной работы были внедрены в производственную деятельность сервисных компаний и используются для практических расчетов, связанных с определением дебитов газоконденсатной смеси при исследованиях скважин, а также в аналитических работах, касающихся анализа фазового поведения газоконденсатных систем при эксплуатации залежей на истощение.

### **Структура и объем диссертационной работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы из 113 наименований. Содержание диссертации изложено на 128 страницах машинописного текста, включая 52 рисунка и 14 таблиц.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Общая характеристика работы** включает актуальность тематики диссертации, цель работы, основные задачи и методы исследований, научную новизну, положения, выносимые на защиту, а также практическую и теоретическую значимость диссертационной работы.

**В первой главе** сделан обзор научных публикаций, посвященных особенностям разработки ГКМ, исследованию скважин на газоконденсатность, изучению фазового поведения ГКС. Освящены проблемы накопления конденсата в призабойной зоне скважин, а также методы моделирования этого процесса.

Автором изучены работы видных ученых А.И. Брусиловского,

А.С. Великовского, К. Витсона, А. Данеша, А.И. Дзюбенко, Н.В. Долгушина, А.Г. Дурмишьяна, А.И. Гриценко, А.Х. Мирзаджанзаде, Т.Д. Островской, К. Педерсен, Г.С. Степановой, М.Б. Стэндинга, Ахмед Тарека, Р.М. Тер-Саркисова, А. Фурузабади, А.М. Хитеева, В.В. Юшкина и других.

При рассмотрении особенностей разработки ГKM автором была определена основная проблема, связанная с потерями значительного количества жидких углеводородов в пласте вследствие фазовых переходов при снижении давления.

Большой объем публикаций российских и зарубежных ученых охватывает экспериментальные методы изучения фазового поведения ГКС. Рассмотрен накопленный опыт экспериментальных исследований с применением PVT-установок различного типа. Автором обозначен устойчивый тренд в развитии экспериментальных технологий, основанных на использовании высокоточного измерительного оборудования. Показаны различия в технологиях проведения экспериментов по моделированию фазового поведения ГКС, используемых в российской и зарубежной практике.

Аналитические методы исследования, затронутые автором, заключаются в прогнозировании конденсатоизвлечения при разработке ГKM на режиме истощения. В настоящее время предложено несколько методов оценки конденсатоизвлечения, основанных на результатах опытов дифференциальной (контактно-дифференциальной) конденсации. Прямой метод, основанный на выполнении эксперимента Constant Volume Depletion (CVD), был предложен и усовершенствован К. Витсоном и заключается в исследовании газа, выпускаемого на ступенях опыта.

В российской практике широко используется косвенный метод прогноза конденсатоизвлечения, базирующийся на результатах серии опытов дифференциальной конденсации. Во ВНИИГАЗе в середине прошлого века был разработан метод прогнозирования компонентного состава ГКС, когда детально изучается не газовая фаза, а выпавшая на ступени жидкая фаза.

Отдельным направлением в аналитических методах изучения фазового поведения ГКС является использование для этого уравнений состояния. Автором рассматриваются основные уравнения, используемые в нефтепромысловой практике, а также особенности адаптации pVT-модели пластового флюида, которые заключаются в корректной настройке соответствующих расчетных параметров на имеющиеся экспериментальные данные.

В ходе анализа научных публикаций в области диссертационного исследования, были сделаны следующие выводы:

- эффективность разработки ГКМ напрямую зависит от понимания фазового поведения УВ систем при эксплуатации на истощение;
- прогноз состава и свойств газовой и жидкой фаз при разработке месторождений играет ключевую роль при учете добычи УВ, списании запасов, планировании методов повышения конденсатоотдачи пласта и др.;
- методы исследований, используемые в настоящее время, требуют актуализации с учетом новых знаний о фазовом состоянии УВ систем и с учетом совместного массообмена фаз при моделировании фильтрации в призабойной зоне пласта.

**Во второй главе** описывается разработанная в данном диссертационном исследовании методика расчета изменения компонентного состава ГКС в призабойной зоне пласта при работе скважины с забойным давлением ниже давления начала фазовых переходов.

Рассматривается квазистационарное изотермическое радиальное течение ГКС в контрольном объеме пласта с известной геометрией.

Система уравнений, начальные и граничные условия фильтрационного изотермического движения двухфазной многокомпонентной смеси при сделанных допущениях включает в себя:

- традиционное уравнение неразрывности в виде:

$$\frac{\partial \rho_i}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_i v_i) = \sum_{j=1}^N J_{ji} \quad (i = l, g), \quad (1)$$

где  $\rho_i$  – плотность  $i$ -ой фазы;  $t$  – время;  $v_i$  – вектор скорости  $i$ -ой фазы;  $J_{ij}$  – характеризует интенсивность фазового перехода из  $j$ -й в  $i$ -ю составляющую (или, наоборот, из  $i$ -й в  $j$ -ю, тогда  $J_{ij} < 0$ ) в единице объема смеси и в единицу времени. Из закона сохранения массы при различных физико-химических превращениях имеем:

$$J_{ji} = -J_{ij}.$$

Уравнение неразрывности для  $k$ -го компонента ( $k = \overline{1 \dots N}$ )  $i$ -ой фазы в радиальной системе координат при постоянной мощности пласта записывается следующим образом:

$$\frac{\partial (\phi S_i \rho_{i(k)}^0)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho_{i(k)}^0 \cdot w_i) = \sum_{j=1}^N J_{ji(k)} \quad (i = l, g) \quad (2)$$



где  $\phi$  – пористость;  $S_i$  – насыщенность  $i$ -ой фазой;  $\rho_{i(k)}^0$  – истинная плотность компонента в  $i$ -ой фазе;  $t$  – время;  $r$  – радиус;  $w_i$  – скорость фильтрации  $i$ -ой фазы;  $J_{ji(k)}$  – интенсивность фазовых переходов компонента из  $j$ -й в  $i$ -ю фазу;

– обобщенное уравнение Дарси

$$w_i = -\frac{k\bar{f}_i}{\mu_i} \frac{dP}{dr} \quad (i = l, g), \quad (3)$$

где  $w_i$  – скорость фильтрации  $i$ -ой фазы;  $k$  – абсолютная проницаемость;  $\mu_i$  – динамическая вязкость  $i$ -ой фазы;  $P$  – давление;  $r$  – радиус.

Для расчета распределения давления используется метод смены стационарных состояний и выражение для квазистационарного распределения давления в пласте в радиальной системе координат, учитывающее совместную фильтрацию газовой и жидкой фаз:

$$P(r) = P_c + C_1 \int_{r_c}^r \frac{dr}{rhf(r)}, \quad (4)$$

где  $f(r) = \frac{\rho_l^{(o)} k\bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(o)} k\bar{f}_g}{\mu_g}$ ,  $C_1 = \frac{P_k(t) - P_c(t)}{\int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{rhf(r)}}$ ,  $P_k(t)$  – давление на контуре питания,

$P_c(t)$  – давление на забое скважины, Па;  $\rho_l^{(o)}$ ,  $\rho_g^{(o)}$  – истинные плотности газовой и жидкой фаз, кг/м<sup>3</sup>;  $R_k$ ,  $r_c$  – радиусы контура питания и скважины, м;  $h$  – толщина пласта, м.

Для учета фазовых переходов и массообмена, при участии автора предложена модель интенсивности фазового перехода при фильтрации ГКС к скважине. Модель определяется соотношением трех величин:  $\Delta m_{gl}$  – массы конденсированной из газа жидкой фазы, контрольного объема  $V_n$  и времени  $\Delta t_V$  образования жидкой фазы  $\Delta m_{gl}$  из газа в объеме  $V_n$ .

$$J_{gl} = K_1 \frac{\Delta m_{gl}}{V_n \Delta t_V}, \quad (5)$$

где  $J_{gl}$  – интенсивность фазовых переходов из газовой фазы в жидкую;  $K_1$  – идентификационный коэффициент, учитывающий неопределенности из-за сделанных допущений;  $\Delta m_{gl}$  – масса фазы, сконденсированной из газовой фазы (испарившейся из жидкой фазы);  $V_n$  – объем пор;  $\Delta t_V$  – время образования конденсированной (испарившейся) фазы.

Идентификационный коэффициент  $K_1=1$  при отсутствии специальных экспериментальных данных принимается равным единицы ( $K_1=1$ ). Этот коэффициент может быть использован для учета неравновесных процессов,

происходящих при конденсации жидкой фазы из газоконденсатной смеси при снижении давления при приближении смеси к забою скважины.

В диссертационном исследовании подробно описан вывод формулы для модели интенсивности запись через давления, которая выглядит следующим образом:

$$J_{gl} = K_1 \frac{\rho_l^0(P_{i+1})(1-S_g(P_{i+1})) - \rho_l^0(P_i)(1-S_g(P_i))}{2\Delta t_V} \quad (6)$$

Характерное время  $\Delta t_V$ , за которое происходит конденсация из массы газа, поступившей через сечение  $r_i$  в контрольный объем  $V_n = \pi(r_{i+1}^2 - r_i^2)hm$  и дошедшей до  $r_{i+1}$ , определяется скоростью фильтрации газовой фазы по следующему соотношению

$$\Delta t_V = \phi \int_{r_i}^{r_{i+1}} \frac{dr}{w_g} \quad (7)$$

где  $\phi$  – пористость;  $r$  – радиус;  $w_g$  – скорость фильтрации газовой фазы, которая определяется соотношением (2.10).

Финальная запись уравнения баланса масс для отдельных компонентов в момент времени  $(n+1)$  представлено в следующем виде:

– для жидкой фазы:

$$m_{l(k)}^{(n+1)} = m_{l(k)}^{(n)} + \left( G_{l(k)} \Big|_{r_{конд}} - G_{l(k)} \Big|_{r_c} + J_{gl(k)} V_n \right) \Delta t$$

– для газовой фазы:

$$m_{g(k)}^{(n+1)} = m_{g(k)}^{(n)} + \left( G_{g(k)} \Big|_{r_{конд}} - G_{g(k)} \Big|_{r_c} - J_{gl(k)} V_n \right) \Delta t. \quad (8)$$

где  $G_{lg(k)}$  – массовые расходы компонентов в газовой и жидкой фазах.

Массовые концентрации жидкой и газовой фаз и их компонентов ГКС определяют следующие соотношения:

$$y_{l(k)}^{n+1} = \frac{m_{l(k)}^{(n+1)}}{m_l^{(n+1)} + m_g^{(n+1)}}, \quad y_{g(k)}^{n+1} = \frac{m_{g(k)}^{(n+1)}}{m_l^{(n+1)} + m_g^{(n+1)}}. \quad (9)$$

Для апробации предложенной методики расчета изменения компонентного состава ГКС с использованием модели фазовых переходов, использовались данные по исследованию скважины, вскрывшей газоконденсатный объект. ГКС объекта характеризуется высоким содержанием УВ  $C_{5+}$  (более  $300 \text{ г/м}^3$ ) и давлением начала конденсации близким к начальному пластовому давлению. В данных условиях при работе скважины с забойным давлением намного ниже давления начала фазовых переходов, появляются предпосылки для изменения компонентного состава ГКС во времени и на расстоянии от забоя скважины,

вызванные фазовыми переходами при снижении давления и изменения температуры в области дренирования скважины. В качестве расчетного примера были использованы данные, характерные для пластовой системы ачимовских отложений в районе Уренгойского месторождения.

На рис. 1 приведены результаты модельных расчетов изменения параметров ГКС для трех времен: 1, 10 и 30 сут. Эти времена характеризуют поведение ГКС в призабойной зоне при проведении исследований после пуска скважины в работу. По результатам расчетов установлено, что через одни сутки работы скважины происходит образование фронта повышенной насыщенности призабойной зоны скважины жидкой фазой. При этом газонасыщенность в призабойной зоне со временем закономерно снижается (рис. 1а). Изменение во времени приведенной плотности жидкой фазы (рис. 1б), показывает рост «конденсатной банки» при работе скважины с забойным давлением ниже давления начала фазового перехода.

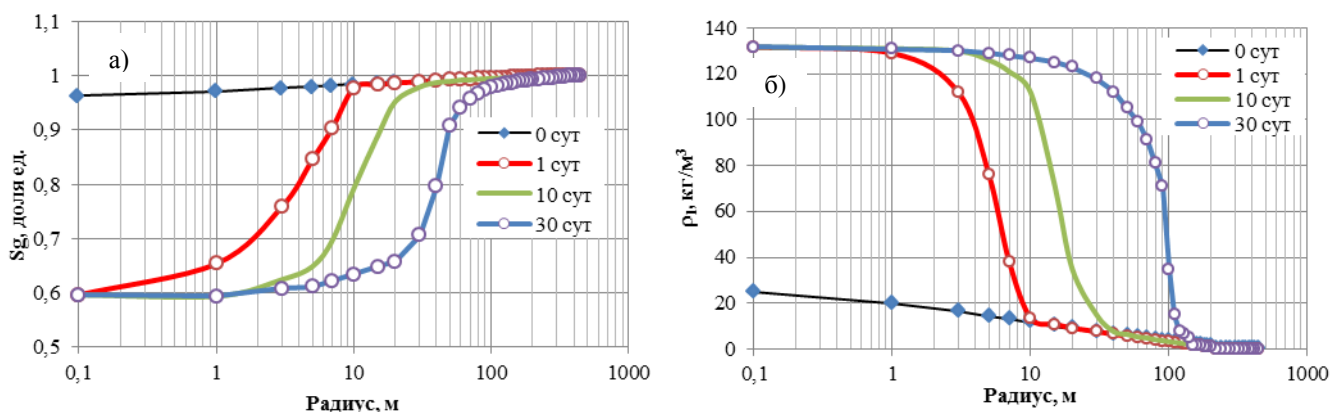


Рис. 1 – Изменение газонасыщенности пласта (а) и приведенной плотности ЖФ (б) во времени и на расстоянии от скважины

По результатам расчетов установлено, что при работе скважины происходит изменение состава добываемой продукции за счет накопления жидкой фазы в призабойной зоне пласта. Для выбранных исходных данных по начальному составу пластовой УВ системы и ОФП вынос жидкой фазы с призабойной зоны пласта происходит с первых суток работы скважины.

Таким образом, выполненные расчеты показывают возможность прогнозировать изменения фазового и компонентного состава ГКС, а также различных параметров смеси, с учетом фазовых переходов при различных давлениях и температурах. Для верификации предлагаемой расчетной модели было необходимо разработать метод получения экспериментальных данных, моделирующих изменение компонентного и фазового состава ГКС.

В третьей главе работы рассматривается предложенный метод экспериментальных термодинамических исследований, наиболее приближенный к физическому моделированию реальных пластовых условий при фильтрации ГКС. Метод предполагает как подвод фаз к контрольному объему, так и их совместный отвод (массоперенос), что моделирует фильтрацию газовой и жидкой фаз.

Для проведения экспериментальных исследований используется измерительное оборудование, включенное в установку фазовых равновесий «Система PVT 3000GL (Chandler Engineering)» с дополнительным вспомогательным оборудованием. Технические характеристики установки позволяют проводить исследования углеводородных систем в широком диапазоне давлений и температур. Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления составляют  $\pm 0,1$  %, температуры  $\pm 0,5$  °С. Точность замера объема ЖФ находится в диапазоне сотых долей кубического сантиметра.

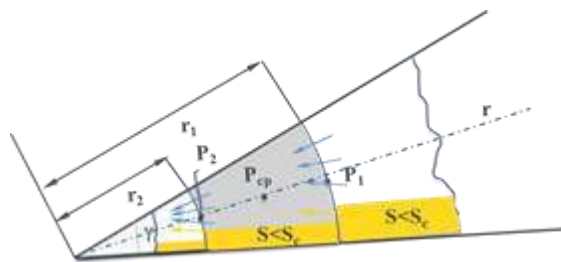
Недостатком данного типа установок является отсутствие возможности переворачивания измерительной ячейки, что не позволяет обеспечивать надежное перемешивание системы и устанавливать термодинамическое равновесие при исследовании ГКС. С целью обеспечения установления термодинамического равновесия фаз была произведена модернизация экспериментальной установки. В схему была включена дополнительная линия, которая позволила проводить перемешивание фаз путём рециркуляции («барботировании») газа через выпавшую жидкую фазу. Опыт использования модернизированной схемы исследований показал, что равновесие фаз достигается после 4-х кратной рециркуляции в течение не менее 1,5 ч.

В качестве вспомогательного оборудования при выполнении исследований используется рекомбиционная ячейка, которая позволяет подготавливать необходимые углеводородные смеси в широком диапазоне давлений (до 100 МПа) и температур (до 150 °С). Для замера вязкости жидкой и газовой фаз применяется поршневой электромагнитный вискозиметр EV-1000 Vinci – лицензионный аналог вискозиметра SPSL 440 Cambridge Electromagnetic Viscometer с погрешностью 1 % от диапазона измеряемой величины.

При реализации метода моделируются параметры ГКС в расчетной ячейке контрольного объема со средним радиусом  $r_{cp}$  при температуре  $T_{nl}$  и с давлениями на границах  $P_1$  и  $P_2$ , соответственно (рис. 2).

Перед проведением эксперимента на основе проб газа сепарации (газовая фаза) и нестабильного конденсата (жидкая фаза) подготавливается двухфазная пластовая УВ система, характерная для заданных термобарических условий ( $P_{cp}$ ,  $T_{пл}$ ).

После установления термодинамического равновесия фиксировались объемы жидкой и газовой фаз, тем самым определялась начальная газонасыщенность (рис. 3). Затем методом контактного расширения (без выпуска) система приводилась к условиям, характеризующим условия на выходе из контрольной ячейки ( $P_2$ ,  $T_{пл}$ ). Также в этих условиях фиксированием объемов фаз определялась газонасыщенность, которая использовалась для расчетного определения текущих относительных фазовых проницаемостей (ОФП). В данном случае функции ОФП задавались по известным зависимостям, однако в более общем случае данные могут быть получены экспериментально на керновом материале исследуемого объекта.



Синие стрелки – фильтрация газовой фазы; желтые стрелки – фильтрация жидкой фазы

Рис. 2 – Принципиальная схема ячейки контрольного объема

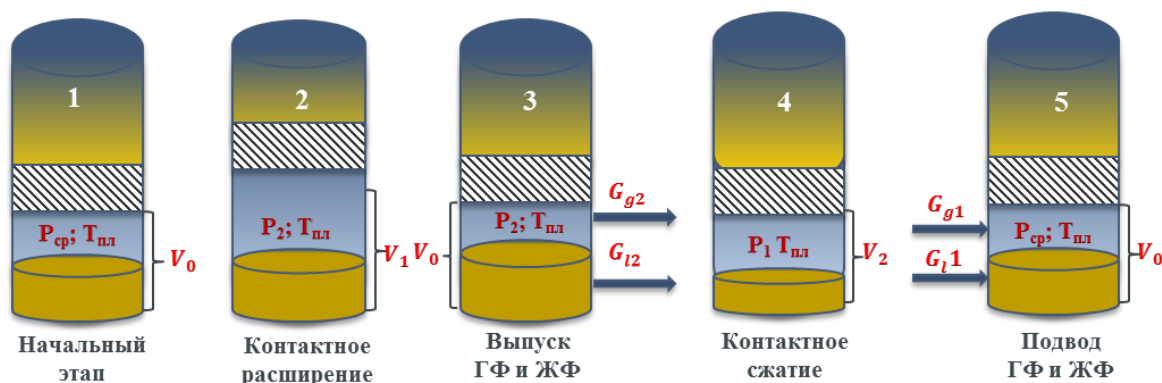


Рис. 3 – Принципиальная схема проведения эксперимента

На следующем этапе производится выпуск газовой и жидкой фаз в соотношениях, определенных по следующей, предложенной автором, методологии:

$$V_l = V_1 - V_0 - V_g \quad (10)$$

$$V_g = \frac{\frac{f_g \mu_l (V_1 - V_0)}{f_l \mu_g}}{1 + \frac{f_g \mu_l}{f_l \mu_g}} \quad (11)$$

где  $V_g$  – объем газовой фазы, выпускаемой на ступени,  $\text{см}^3$ ;  $V_l$  – объем жидкой фазы, выпускаемой на ступени,  $\text{см}^3$ ;  $V_0$  – начальный объем ГКС в измерительной ячейке,  $\text{см}^3$ ;  $V_1$  – объем ГКС в измерительной ячейке после расширения,  $\text{см}^3$ ;  $\mu_g$  –

вязкость газовой фазы, мПа·с;  $\mu_l$  – вязкость жидкой фазы, мПа·с;  $f_g$  – относительная фазовая проницаемость по газовой фазе, доли ед.;  $f_l$  – относительная фазовая проницаемость по жидкой фазе, доли ед.

Затем проводится контактное сжатие (см. рис. 3), обеспечивая давление и температуру, соответствующих на входе в ячейку контрольного объема ( $P_l, T_{пл}$ ). После определения текущей насыщенности производится расчет ОФП, а также соотношение жидкой и газовой фаз, которых необходимо подвести. На последнем этапе обеспечивается подвод фаз в таком объеме, чтобы обеспечить начальные условия в измерительной ячейке, т.е. объем, давление и температура должны начальному этапу исследования. Объемы фаз, необходимые для подвода, рассчитываются по (10) и (11), адаптированным для текущих условий.

После установления равновесия на конечном этапе эксперимента проводят измерения текущей насыщенности, составов и свойств газовой и жидкой фаз.

В рамках диссертационного исследования был поставлен эксперимент на основе газоконденсатной системы, составленной из сепараторных проб, отобранных на одном из пластов юрских отложений Кынско-Часельского месторождения. При этом предполагалось, что скважина работает на режиме с постоянной депрессией, с забойным давлением равным 10 МПа при пластовой температуре 73 °С. Экспериментальное значение давления начала фазовых переходов для исследуемой ГКС близко к начальному пластовому давлению и составляет порядка 30 МПа.

Для реализации метода, была принята расчетная ячейка контрольного объема, соответствующая объему измерительной ячейки установки фазовых равновесий. В качестве исходной информации по относительным фазовым проницаемостям (ОФП) была использована широко применяемая модель:

$$f_g = \frac{(s_g - s_{g1})^a}{(1 - s_{g1})^a}; \quad f_c = \frac{(s_c - s_{c1})^b}{(1 - s_{c1})^b} \quad (12)$$

где  $s_{g1}, s_{c1}$  – граничные газо- и конденсатонасыщенности, доли ед.;  $a, b$  – эмпирические коэффициенты. В нашем случае значение граничной насыщенности по жидкости принято равным 0,3, граничной газонасыщенности – 0,08, а значения коэффициентов  $a$  и  $b$  – 2.

Проведенный эксперимент показал, что для ГКС Кынско-Часельского месторождения при совместной фильтрации и в условиях взаимного массопереноса насыщенность ЖФ на следующем временном шаге увеличивается

(табл. 1 и рис. 4а), значения ОФП при этом для ГФ уменьшается, для ЖФ увеличивается. Изменения компонентного состава жидкой фазы иллюстрируются на рис. 4б.

Таблица 1

Основные результаты эксперимента

Параметр	Значение параметра для этапа				
	1 стадия	2 стадия	3 стадия	4 стадия	5 стадия
Процесс	начальный этап	контактное расширение	выпуск ГФ и ЖФ	контактное сжатие	подвод ГФ и ЖФ
Давление, МПа	18,5	15,0	15,0	22,0	18,5
Общая масса системы, г	17,15	17,15	15,09	15,09	17,97
Общий объем системы, см <sup>3</sup>	49,00	60,24	49,00	36,91	49
Объем ЖФ, см <sup>3</sup>	19,25	21,75	20,77	17,31	19,95
Объем ГФ, см <sup>3</sup>	29,75	38,49	28,23	19,60	29,05
Насыщенность ЖФ, доли ед.	0,393	0,444	0,424	0,353	0,407
ОФП по ГФ, доли ед.	0,3283	0,2267	0,2461	0,3212	0,2630
ОФП по ЖФ, доли ед.	0,1059	0,1460	0,1295	0,0792	0,1165
Плотность ГФ, кг/м <sup>3</sup>	183,0	151,1	151,1	214,9	187,5
Плотность ЖФ, кг/м <sup>3</sup>	608,1	521,0	521,0	628,4	627,7
Вязкость ГФ, мПа·с	0,0226	0,0184	0,0184	0,0268	0,0226
Вязкость ЖФ, мПа·с	0,2572	0,1242	0,1242	0,3019	0,3003
Объем выпускаемого (добавляемого) газа, см <sup>3</sup>	-	-	10,26	-	10,11
Объем выпускаемой (добавляемой) жидкости, см <sup>3</sup>	-	-	0,98	-	1,01

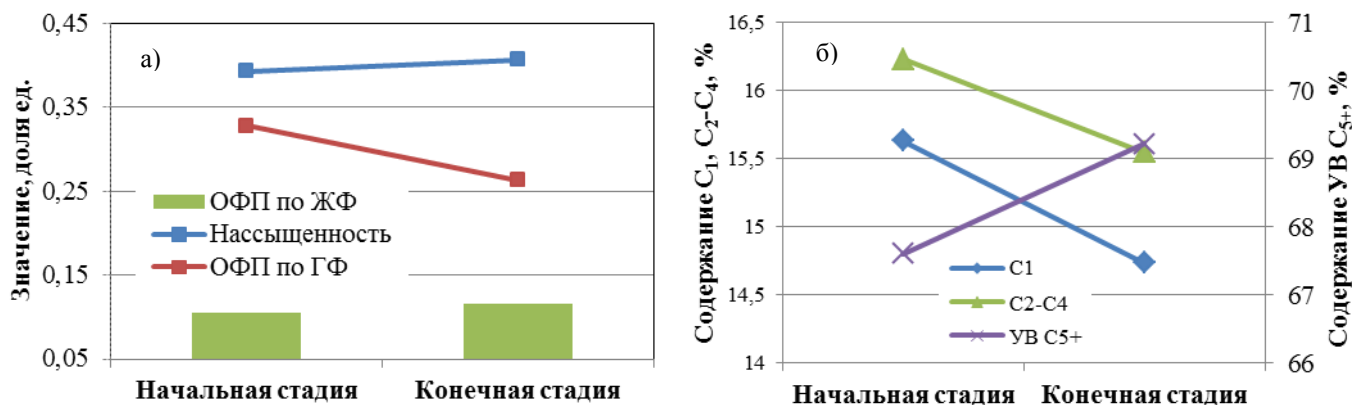


Рисунок 4 – Изменение насыщенности и ОФП (а), а также массового содержания компонентов в составе ЖФ в процессе эксперимента (б)

Таким образом, предложенный расчётно-экспериментальный метод позволяет приблизить процессы в лабораторных условиях к условиям в пласте, повысить точность прогнозных расчетов, а также подготавливать данные для адаптации интегрированных моделей системы «пласт-скважина-сборный пункт». Развитие метода позволит подготовить экспериментально-теоретическую основу для обоснованного применения методов повышения конденсатоотдачи при закачке, например, растворителей, что вызывает изменение текущей насыщенности жидкостью в призабойной зоне скважины.

В четвертой главе обобщены и систематизированы полученные автором экспериментальные данные по изменению параметров газовых и жидких фаз ГКС некоторых залежей Западной Сибири. Измерения проводились на основе натуральных проб пластовых флюидов с помощью высокоточного измерительного оборудования. Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления составляют  $\pm 0,1$  %, температуры  $\pm 0,5$  °С, вязкости  $\pm 2,5$  %, плотности  $\pm 0,75$  %. Объем газовой фазы при стандартных условиях измерялся с абсолютной погрешностью  $\pm 0,1$  см<sup>3</sup> на автоматическом газометре. Объем жидкой фазы при давлении измерялся по сдвигу поршня в насосах высокого давления с погрешностью  $\pm 0,01$  см<sup>3</sup>.

Пластовая ГКС залежи БТ<sub>10-11</sub> Берегового месторождения характеризуется свойствами, уникальность которых заключается в значительном (более 400 г/м<sup>3</sup>) содержании УВ С<sub>5+</sub>, которые в свою очередь имеют малую плотность при стандартных условиях (менее 730 кг/м<sup>3</sup>). При температуре 78 °С и давлениях выше 25 МПа ГКС находится в однофазном газовом состоянии. Однако при малейшем снижении давления ниже давления начала фазовых переходов система резко меняет свои свойства, что и явилось предметом изучения в диссертационной работе.

Экспериментальные двухфакторные зависимости плотности и вязкости газовой фазы были получены для ГКС пласта БТ<sub>10-11</sub> Берегового месторождения (рис. 5). Исследования выполнены в диапазонах давлений 21 – 36 МПа, в условиях однофазности пластового газа при пластовой температуре, равной 78 °С.

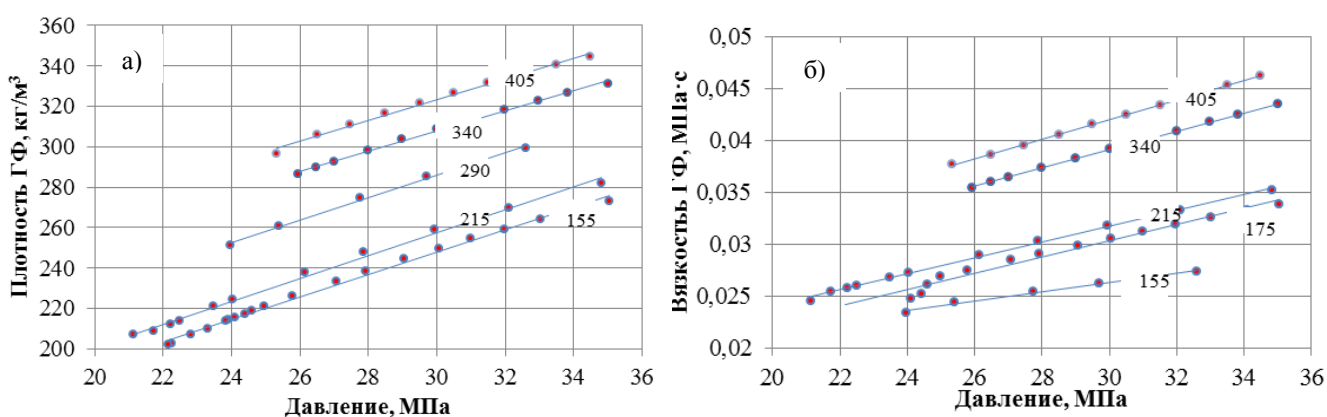


Рис. 5 – Зависимость плотности (а) и вязкости (б) газовой фазы (Береговое НГКМ, БТ<sub>10-11</sub>) от давления и содержания УВ С<sub>5+</sub> при температуре 78 °С

В термобарических условиях сосуществования двух фаз, т.е. при давлении ниже давления начала конденсации свойства газовой фазы зависят не только от давления, но и от количества выделившейся жидкой фазы. Так на рис.6



представлены зависимости относительного объема жидкой фазы от начального содержания УВ  $C_{5+}$  в составе пластовой УВ системы при различных давлениях.

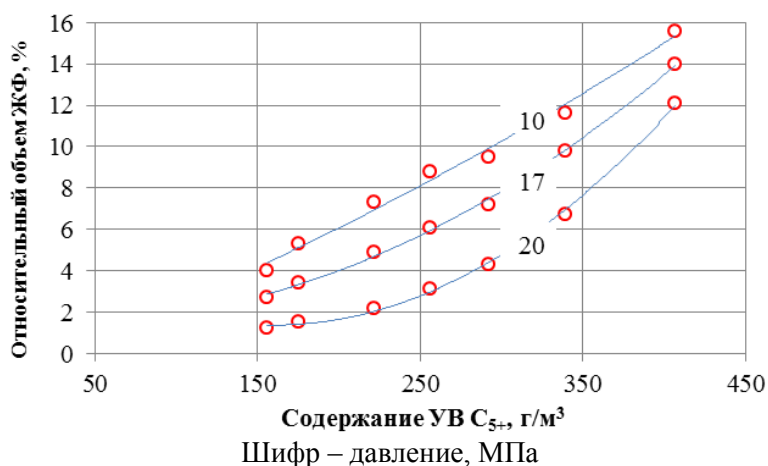


Рис. 6 – Зависимость относительного объема жидкой фазы (Береговое НКГМ, БТ<sub>10-11</sub>) от содержания УВ  $C_{5+}$  и давления при температуре 78 °С

По трем месторождениям: Уренгойское, Береговое и Юбилейное в широком диапазоне составов были изучены закономерности изменения коэффициента усадки от газосодержания для жидкой фазы и выведены соответствующие корреляционные связи (табл. 2), которые могут быть использованы для решения различных исследовательских задач.

Таблица 2

Корреляционные зависимости газосодержания от коэффициента усадки для ЖФ

Жидкая фаза потока (объект)	Диапазон термобарических параметров	Корреляционная зависимость
Линейный газ (Уренгойское НКГМ, Ач <sub>3,4</sub> )	4,0 – 4,3 МПа 0 – 20 °С	$\Gamma = 2393,1K_{yc}^2 - 3688,8K_{yc} + 1563,4$
Пластовый газ (Уренгойское НКГМ, Ач <sub>3,4</sub> )	10 – 12 МПа 40 – 50 °С	$\Gamma = -48323K_{yc}^3 + 97988K_{yc}^2 - 66699K_{yc} + 15420$
Пластовый газ (Береговое НКГМ)	4,5 – 5,5 МПа 0 – 20 °С	$\Gamma = 647,84K_{yc}^2 - 1494,4K_{yc} + 873,06$
Пластовый газ (Юбилейное ГКМ)	4,5 – 5,5 МПа 0 – 20 °С	$\Gamma = -4829,5K_{yc}^3 + 12100K_{yc}^2 - 10444K_{yc} + 3170,9$

В промышленной практике принято проводить отдельные измерения дебитов фаз: газа сепарации и нестабильного конденсата при условиях сепарации. Пересчет дебита газа сепарации проводится с учетом доли газа сепарации в составе пластового газа или в более общей форме с учетом результатов разгазирования проб нестабильного конденсата, а также значений плотности и молекулярной массы дегазированного конденсата:

$$Q_{гкс} = Q_{гс} + \frac{Q_{дгк} \cdot \rho_{дгк} \cdot 0,02404}{M_{дгк}} + \frac{Q_{нк} \cdot \Gamma}{1000} \quad (13)$$

где  $Q_{гкс}$  – дебит газоконденсатной смеси, тыс.м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{гс}$  – дебит газа сепарации, тыс.м<sup>3</sup>/сут;  $Q_{дгк}$  – дебит дегазированного конденсата, м<sup>3</sup>/сут;  $\rho_{дгк}$  –

плотность дегазированного конденсата,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $M_{\text{дгк}}$  – молекулярная масса дегазированного конденсата;  $Q_{\text{нк}}$  – дебит нестабильного конденсата,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $\Gamma$  – газосодержание нестабильного конденсата,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Используя предложенные корреляционные связи газосодержания от коэффициента усадки, а также связь между молярной массой и плотностью ЖФ при стандартных условиях можно с удовлетворительной точностью рассчитывать дебиты газоконденсатной смеси без проведения трудоемких лабораторных исследований проб жидких и газовых углеводородов.

Плотность жидкой фазы (нестабильного конденсата) при термобарических условиях ( $P, T$ ) рассчитывается исходя из известных данных по плотностям фаз при стандартных условиях ( $P_{\text{ст}}, T_{\text{ст}}$ ):

$$\rho_{\text{жф}}(P, T) = K_{\text{ус}} \left( \rho_{\text{жф}}(P_{\text{ст}}, T_{\text{ст}}) + \Gamma \rho_{\text{гф}}(P_{\text{ст}}, T_{\text{ст}}) \right) \quad (14)$$

где  $\rho_{\text{жф}}$  – плотность жидкой фазы,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $\rho_{\text{гф}}$  – плотность газовой фазы,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $K_{\text{ус}}$  – коэффициент усадки;  $\Gamma$  – газосодержание,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Прямое измерение плотности жидкой фазы было выполнено для насыщенного конденсата Уренгойского НГКМ (Ач<sub>3-4</sub>). Исследования проведены в при температур 27 °С и в диапазоне давлений 16 – 24 МПа (рис. 7).

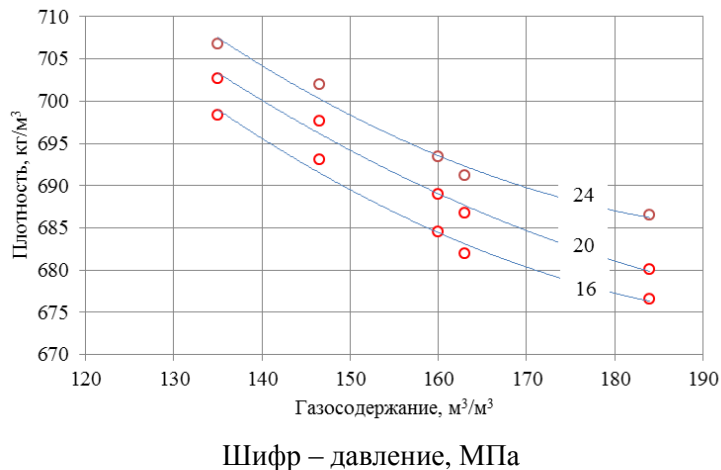


Рис. 7 – Зависимость плотности ЖФ пластового газа (Уренгойское НГКМ, Ач<sub>3-4</sub>) в зависимости от давления и от газосодержания при температуре 27 °С

Практический интерес представляет изменение плотности жидкой фазы при изменении температуры. Так называемый температурный коэффициент изменения плотности жидкой фазы пластового газа изучался на пробах Уренгойского НГКМ (Ач<sub>3-4</sub>) в зависимости от давления и от газосодержания в диапазоне температур 20 – 40 °С (рис. 8).

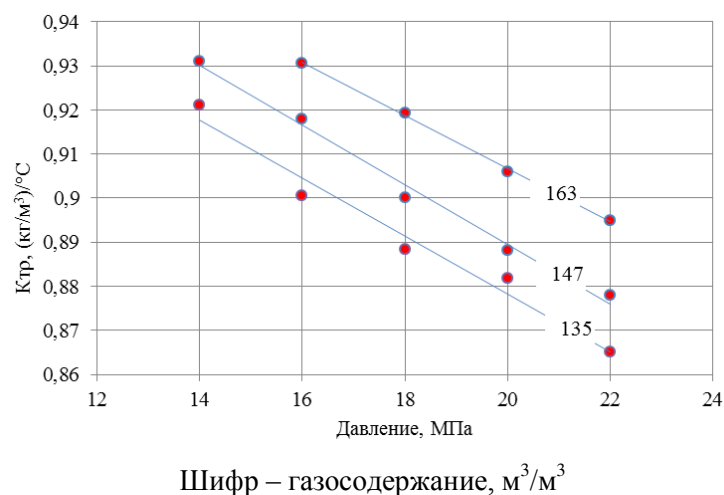


Рис. 8 – Зависимость температурного коэффициента изменения плотности ЖФ пластового газа (Уренгойское НГКМ, Ач<sub>3-4</sub>) в зависимости от давления и от газосодержания в диапазоне температур 20 – 40 °С

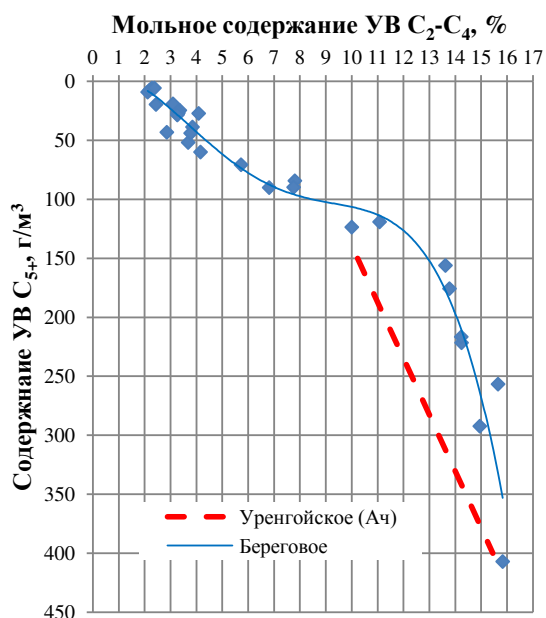


Рис. 9 – Закономерность изменения содержания УВ С<sub>5+</sub> в составе газовой фазы от мольного содержания УВ С<sub>2-4</sub>

В ходе многолетнего опыта исследований ГКС был собран и обобщен большой объем данных по компонентным составам. Естественно, что компонентно-групповой состав смеси, а также соотношения между отдельными компонентами оказывают значительное влияние на соотношение фаз при эксплуатации месторождений на истощение. От состава напрямую зависит компонентоотдача и, соответственно, эффективность принятых реализаций по разработке месторождения. Особую роль в газоконденсатных смесях играют газообразные гомологи метана (этан-пропан-бутановые компоненты), которые обеспечивают растворимость жидких углеводородов при изменении термобарических условий. От количественного содержания УВ С<sub>2</sub> – С<sub>4</sub> зависит количество УВ С<sub>5+</sub>, способных переходить в газовую фазу при тех или иных термобарических условиях залегания залежей. Это обусловлено тем, что низкомолекулярные гомологи метана легко переходят из газового состояния в жидкое, причем в межфазный массообмен вовлекаются в первую очередь компоненты с относительно близкими свойствами.

Интересная зависимость суммарного содержания УВ  $C_2-C_4$  от содержания УВ  $C_{5+}$  наблюдается по газоконденсатным залежам Берегового месторождения (рис. 9). В ходе разведки и начальной эксплуатации месторождений были исследованы флюиды (газовые фазы) пластов ПК<sub>17</sub>, ПК<sub>19</sub>, АТ<sub>6</sub>, АТ<sub>8</sub>, БТ<sub>1</sub>, БТ<sub>2-1</sub>, БТ<sub>5</sub>, БТ<sub>10-11</sub> с различным содержанием тяжелых углеводородов. Установлено, что при мольном содержании УВ  $C_2 - C_4$  не более 8 % газовые фазы Берегового месторождения характеризуются незначительным содержанием УВ  $C_{5+}$  до 100 г/м<sup>3</sup>, а при превышении содержания УВ  $C_2 - C_4$  более 10 % растворяющая способность газоконденсатной системы резко повышается, и содержание УВ  $C_{5+}$  может достигать 400 г/м<sup>3</sup>. Также на рис. 9 приведена подобная зависимость для флюидов (газовой фазы) ачимовских отложений Уренгойского месторождения. В диапазоне массового содержания УВ  $C_2 - C_4$  9 – 15 % наблюдается прямолинейная закономерность увеличения содержания УВ  $C_{5+}$  в составе пластового газа при увеличении содержания газообразных гомологов метана.

Полученные автором корреляционные зависимости (табл. 3) позволяют оперативно оценивать величину потенциальных запасов тяжелых углеводородов при отсутствии результатов газоконденсатных исследований.

Таблица 3

Корреляционные зависимости содержания УВ  $C_{5+}$  от содержания УВ  $C_2 - C_4$  в составе газовой фазы

Месторождение	Диапазон массового содержания УВ $C_2-C_4$ , %	Корреляционная зависимость
Уренгойское (Ач)	9 – 15	$q_{C_{5+}} = 47,847q_{C_2-C_4} - 389,25$
Береговое	2 – 16	$q_{C_{5+}} = 0,0394q_{C_2-C_4}^4 - 0,9486q_{C_2-C_4}^3 + 6,4415q_{C_2-C_4}^2 + 3,05q_{C_2-C_4} - 19,574$

Таким образом, систематизация и анализ накопленного материала по экспериментальным измерениям фазового поведения ГКС ряда газоконденсатных месторождений Западной Сибири позволил:

- выявить взаимосвязи изменения параметров газовой и жидкой фаз от изменения термобарических параметров, что позволило подготовить информационную основу для успешного применения метода термодинамических исследований с учета фазового перехода и массообмена;

- выявить взаимосвязь содержания легких и тяжелых компонентов в составе газовой фазы газоконденсатных месторождений;

- получить новые корреляционные зависимости для ГКС Уренгойского (ачимовские отложения) и Береговое месторождения, позволяющие проводить

оперативное прогнозирование содержания УВ  $C_{5+}$  по имеющейся ограниченной информации о составе свободного газа.

## **ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ**

Диссертационное исследование направлено на совершенствование расчетно-экспериментальной базы в области исследований ГКС. Рассмотренные вопросы касаются проблем фильтрации ГКС при давлениях ниже давления начала фазового перехода (конденсации).

В рамках решаемых задач были получены следующие основные результаты и сделаны соответствующие выводы.

1. Предложена расчетная модель интенсивности фазовых переходов в газоконденсатных смесях в зависимости от свойств флюидов и фильтрационно-емкостных свойств пласта.
2. Разработана и доведена до практического применения методика расчета изменения во времени и на расстоянии от скважины компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта с учетом интенсивности фазовых переходов.
3. Выполненные расчеты показали возможность прогнозировать изменения состава и параметров газоконденсатных характеристик смеси в пласте, в частности, потери конденсата в призабойной зоне пласта при изменении давлений на контуре питания и на забое скважины.
4. Предложен, разработан и внедрен расчетно-экспериментальный метод определения фазового и компонентного состава ГКС, предусматривающий подвод и отвод фаз смеси к контрольному объему, что моделирует совместную фильтрацию газовой и жидкой фаз с фазовыми переходами.
5. В лабораторных условиях экспериментально показано, что для натуральных термобарических условий ГКС Кынско-Часельского месторождения (юрские отложения) с учетом расчетного массового переноса фаз, насыщенность конденсатной фазы увеличивается, что соответствует образованию «конденсатной банки» в пластовых условиях.
6. Предложенные и внедренные в практику методика и метод позволили:
  - изучить влияние совместной двухфазной фильтрации на изменение компонентно-фракционного (группового) состава смеси в контрольной ячейке находящейся в области снижения давления ниже давления начала конденсации;

- получить данные по изменению насыщенности при подводе и отводе жидкой и газовой фаз из контрольной ячейки;
  - получить данные для адаптации расчётных гидродинамических моделей по изменению состава продукции при эксплуатации на истощение.
7. На основе экспериментального изучения газоконденсатных смесей Уренгойского, Берегового и Юбилейного месторождения получены корреляционные зависимости, позволяющие с погрешностью 10 % оперативно определять коэффициент усадки ЖФ в зависимости от газосодержания.
  8. При исследовании ГКС Берегового и Уренгойского месторождений установлено, что при мольном содержании УВ  $C_2 - C_4$  до 8 % содержание УВ  $C_{5+}$  в газовой фазе не превышает  $100 \text{ г/м}^3$ , а при содержании УВ  $C_{5+}$  более 10 % существенно повышается растворяющая способность ГКС и содержание УВ  $C_{5+}$  достигает  $400 \text{ г/м}^3$ .
  9. Установленные на основе промысловых и экспериментальных исследований корреляционные зависимости содержания УВ  $C_{5+}$  от содержания УВ  $C_2 - C_4$  в газовой фазе позволяют оперативно оценивать запасы тяжелых углеводородов в газоконденсатных пластах.

**Основные результаты диссертационных исследований опубликованы в  
следующих работах:**

**В изданиях, рекомендованных ВАК РФ**

1. Заночуев С.А., Крайн Д.Р. Прогноз газоконденсатной характеристики месторождения в условиях снижения пластового давления ниже давления начала конденсации // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2011. №3. С. 272 – 282.
2. Заночуев С.А., Тимшин Е.Н., Громова Е.А. Реологические характеристики газонасыщенных нефтей хамакинского горизонта Чаяндинского месторождения // Территория нефть и газ. 2013. №11. С. 16 – 19.
3. Заночуев С.А. Промысловые факторы, влияющие на достоверность определения характеристик пластового газа // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 4-2013. Вып. 33. С.46 – 53.
4. Заночуев С.А., Стрижов Н.В., Обух Ю.В. Метод расчета дебита газоконденсатной смеси без использования данных лабораторных исследований сепараторных проб // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть», 1-2014. Вып. 34. С. 32 – 36.

5. Шабаров А.Б., Заночуев С.А. Метод расчета изменения компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта // Вестник Тюменского Государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2015. Том 1. №1 (1). С. 7 – 21.

### **В других изданиях**

6. Заночуев С.А., Крайн Д.Р., Шафиев И.М. Экспериментальные и аналитические методы определения характеристик пластовых нефтей для месторождения с аномально низкой пластовой температурой // Вести газовой науки. 2012. № 3 (11). С. 36 – 45.

7. Заночуев С.А., Волков А.Н. и др. Прогноз газоконденсатной характеристики месторождения в условиях снижения пластового давления ниже давления начала конденсации / Эффективность освоения запасов углеводородов: науч.-техн. сборник. Ч.2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазоконденсатных пластовых систем // Филиал ООО "Газпром ВНИИГАЗ". Ухта. 2010. С. 82 – 94.

8. Заночуев С.А. Прогнозирование пластовых потерь и содержания УВ  $C_{5+}$  в пластовом газе при снижении давления на основе оптимизационной задачи / Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. научных статей. Ч.1. / Под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2011. С. 34 – 42.

9. Заночуев С.А. Прогноз содержания конденсата в пластовом газе в условиях неопределенности исходных данных. // Сборник докладов XVII научно-практической конференции «Проблемы газовой отрасли Сибири – 2012». Тюмень. 2012. С. 94 – 96.

10. Заночуев С.А., Муратов П.А. Влияние особенностей фазового поведения углеводородной системы на эффективность разработки пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Казанского месторождения // Тезисы докладов IV Научно-практической конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» – М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2012. С. 24 – 25.

11. Заночуев С.А., Громова Е.А. Прогнозирование газоконденсатных характеристик пластового флюида на различных стадиях разработки месторождений / Аналитик – 2012: сб. науч.-техн. обзоров // М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2012. С. 151 – 186

*Научное издание*

**Заночуев Сергей Анатольевич**

**ФАЗОВЫЕ ПЕРЕХОДЫ И МАСООБМЕН В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ  
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН**

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

---

Подписано в печать 25.07.2017. Формат 60×90/16.

Усл. печ. л. 1,37. Уч.-изд. л. 1,0.

Тираж 120 экз. Заказ № 33.

---

Типография «Экспресс72»

625000,

ул. Минская, д. 3г, стр. 3

Россия, г. Тюмень

<http://express72.ru>